

УДК 621.311.019.3

Ю.Я.ЧУКРЕЕВ, д-р техн. наук

*Учреждение Российской академии наук Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, г.Сыктывкар***К ВОПРОСУ НОРМИРОВАНИЯ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЗОН  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Приведен перечень показателей балансовой надежности, удовлетворяющий требованиям принятия решений при планировании развития ЭЭС. Показана взаимосвязь интегральной вероятности появления дефицита мощности с компенсационными затратами от ненадежности электроснабжения.

Наведено перелік показників балансової надійності, що задовольняє вимогам прийняття рішень при плануванні розвитку ЕЕС. Показано взаємозв'язок інтегральної ймовірності появи дефіциту потужності з компенсаційними витратами від ненадійності електропостачання.

Characteristics of power system adequacy, which meet requirements of decision making process during planning of power system evolution has been presented. Correlation of integral probability of power scarcity and nonreliability of power supply compensative shortages has been shown.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, показатели надежности, нормативы надежности, дефицит мощности, приведенные и компенсационные затраты.

1. *Показатели балансовой надежности.* Показателем надежности любого энергетического объекта и электроэнергетической системы (ЭЭС) в частности называют количественную характеристику одного или нескольких свойств, составляющих его надежность [1]. В математических моделях оценки показателей балансовой надежности (ПБН) необходимо иметь возможность получать такие показатели, которые могли бы быть использованы для принятия управленческих решений по обоснованию требуемых уровней резервирования в территориальных зонах ЭЭС. Это означает, что система ПБН должна обеспечивать возможность решения всего комплекса оценочных и оптимизационных задач.

Выбирая показатели, характеризующие балансовую надежность ЭЭС, следует учитывать простые и очевидные рекомендации [1]. Их число должно быть минимальным и в то же время достаточным для принятия управленческих решений по обеспечению требуемого уровня балансовой надежности. Следует избегать сложных ПБН; они должны иметь простой физический смысл и допускать возможность оценки значений различными методами. Выбранные ПБН ЭЭС должны быть достаточно чувствительными к возмущениям (изменениям параметров, характеризующих использование средств обеспечения надежности в отдельных территориальных зонах), приводящим к снижению или увели-

чению надежности системы.

В отечественных и зарубежных публикациях [1-4] приведенным рекомендациям наиболее полно удовлетворяли следующие ПБН ЭЭС:

- математическое ожидание годового объема ограничений потребителей в электрической энергии из-за аварийных длительных ремонтов оборудования как для всей ЭЭС в целом  $M[\Delta W]$ , так и для отдельных  $j$ -х территориальных зон  $M[\Delta W]_j$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$  (за рубежом аналогами являются *EUE – Expected Unserved Energy* или *LOEE – Loss of Energy Expectation*, МВт·ч/год);

- математическое ожидание компенсационных затрат от ненадежности электроснабжения потребителей (при заданных характеристиках удельных ущербов  $y_0$ ) как для всей ЭЭС в целом  $M[Y]$ , так и для  $j$ -х территориальных зон  $M[Y]_j$  (млн. руб.);

- относительное удовлетворение потребителей электрической энергией  $\pi = 1 - M[\Delta W]/W_{\phi}$ . ( $W_{\phi}$  – спрос потребителей на электрическую энергию);

- интегральные вероятности появления дефицита мощности (ИВПДМ) территориальных зон  $J_{\Delta j}$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$ , в сочетании с вероятностями перегрузки пропускной способности связей (ПСС)  $J_{\Pi_l}$ ,  $l = 1, 2, \dots, m$  (в зарубежной практике – *LOLP (Loss of Load Probability)* – вероятность потери нагрузки (о.е.) или *LOLE (Loss of Load Expectation)* и *LOLN* – длительность потери нагрузки, соответственно в сутках и часах в год).

Из перечисленных ПБН, первые два относятся к именованным, последние – к относительным при этом показатель  $\pi$  малочувствителен к возмущениям и несет ту же информацию, что и показатель  $M[\Delta W]$ , только в относительных единицах. С точки зрения рациональности и разумности принимаемых решений по развитию ЭЭС относительные (вероятностные) ПБН более информативны. Показатель *LOLP* определяется выражением:

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}) , \quad (1)$$

где  $Q_i = 1/T$  – вероятность ступени графика нагрузки;  $p_{ik}$  – вероятность состояния генерирующей мощности из-за ее аварийных простоев агрегатов;  $V_{ik} = P_{гik} - P_{ик} < 0$  – дефицит мощности в ЭЭС для  $k$ -го случайного состояния генерирующей мощности.

Показатели *LOLE* – ожидаемое число суток в году, или *LOLH* – ожидаемое число часов в году, когда происходит потеря нагрузки, определяются выражениями:

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i_{\text{сут}}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}) \quad \text{или} \quad LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i_{\text{час}}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(V_{ik}), \quad (2)$$

где  $P_{i_{\text{сут}}}$ ,  $P_{i_{\text{час}}}$  – длительность  $i$ -го периода, соответственно в сутках и часах.

В первом приближении казалось бы, что показатели *LOLE* и *LOLH* можно связать соотношением  $LOLH = 24 \cdot LOLE$ . На самом деле это выражение соответствует действительности, только в том случае, когда при определении показателя *LOLE* для каждого суток моделируется часовая график нагрузки с накоплением длительности потери нагрузки в часах, которые затем пересчитываются в размерность суток. В соответствии с определением *LOLE* это не совсем так – при моделировании рассматриваются сутки и если хотя бы на одном часе в них возможен дефицит мощности, то сутки уже дефицитны.

В России наибольшее распространение получили ПБН в виде интегральных вероятностей появления дефицита мощности. Они по своей физической сущности для концентрированной ЭЭС полностью соответствуют показателю *LOLP*. Для многозонной ЭЭС интегральные ПБН адекватны частным производным от математического ожидания недоотпуска электроэнергии для всей ЭЭС в целом по параметрам системы – оперативным резервам мощности территориальных зон и запасам ПСС между ними. В работе [3] строго показано, что эти частные производные могут определяться анализом поведения двойственных оценок ( $m_j$ ) для  $j$ -х параметров линейной модели, которые равны единице, когда генерирующая мощность рассматриваемой зоны влияет на изменение системного дефицита мощности и нулю, в противном случае. Выражения для их определения аналогичны выражениям определения показателей *LOLP*.

$$J_{\lambda_j} = \partial M[\Delta W] / \partial R_j = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k m_j^{u,z,k}, \quad (3)$$

где  $Q_u$  и  $Q_z$  – относительные длительности существования  $u$ -го и  $z$ -го временного интервала изменения нагрузки;  $Q_k$  – вероятность существования  $k$ -го случайного состояния системы, вызванное аварийными выходами оборудования на  $u$ -м сезонном и  $z$ -м суточном изменении на-

грузки;  $m_j^{u,z,k}$  – двойственная оценка линейного программирования (ЛП) для  $j$ -й территориальной зоны;  $U, Z$  – число соответственно сезонных и суточных интервалов изменения нагрузки;  $K$  – число моделируемых методами статистического моделирования случайных состояний для ЭЭС в целом.

2. *Взаимосвязь вероятностных и количественных ПБН.* Оптимальному уровню надежности ЭЭС независимо от принципов управления должен соответствовать минимум приведенных затрат в создание избыточности с учетом компенсационных затрат от ненадежности электроснабжения потребителей:

$$Z_{\Sigma}(\Pi) = Z_R(\Pi) + Z_L(\Pi) + M[Y](\Pi) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где  $\Pi$  – показатели, характеризующие средства обеспечения надежности ЭЭС (резервы генерирующей мощности территориальных зон и запасы

ПСС в МВт);  $Z_R(\Pi) = \sum_{j=1}^n z_{R_j}^{уд} R_j$  – затраты в резерв генерирующей

мощности ( $R_j$ ) всех  $j$ -х территориальных зон ЭЭС;  $Z_L(\Pi) = \sum_{l=1}^m z_{L_l}^{уд} P_l^L$  –

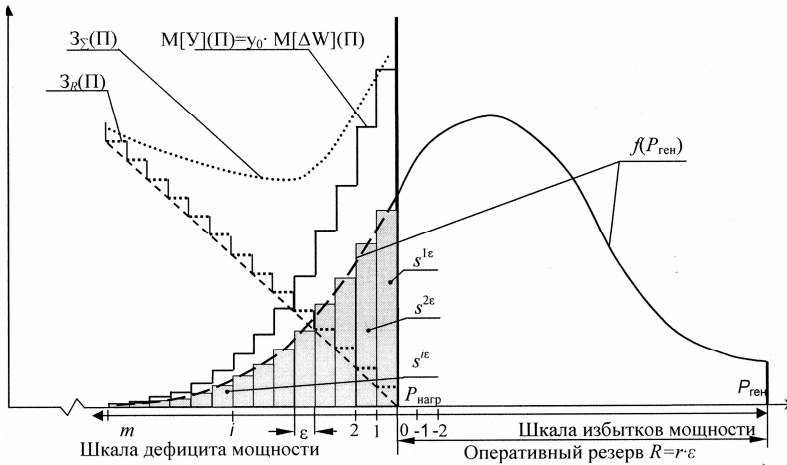
затраты в запасы ПСС ( $P_l^L$ )  $l$ -х связей (для концентрированной ЭЭС равны нулю);  $z_{R_j}^{уд}, z_{L_l}^{уд}$  – удельные затраты (руб./кВт) соответственно на создание резерва генерирующей мощности в  $j$ -й территориальной зоне ЭЭС и в усиление запаса ПСС  $P_l^L$   $l$ -х связей;  $M[Y](\Pi)$  – компенсационные затраты от ненадежности.

Для концентрированной ЭЭС наиболее полно взаимосвязь с экономическими показателями отражает показатель интегральной вероятности появления дефицита мощности ( $J_d$ ) [5]. Графическая интерпретация этого показателя представлена на рисунке. Видно, что интегральная вероятность появления дефицита мощности величиной  $\varepsilon$  и более МВт  $J_d^\varepsilon = s_d^{1\varepsilon} + s_d^{2\varepsilon} + \dots + s_d^{m\varepsilon}$  (площадь затемненной фигуры) зависит от оперативного резерва мощности  $R = r \cdot \varepsilon$  (разность между генерирующей мощностью –  $P_{ген}$  и нагрузкой –  $P_{нагр}$ ). Она уменьшается при увеличении  $R$  и наоборот увеличивается при его уменьшении. Нагрузка для простоты представлена неизменной величиной в виде дельта-функции Дирака.

Оптимальному уровню надежности в концентрированной ЭЭС со-

ответствует выражение минимума приведенных затрат  $3_{\Sigma}(\Pi)$  (4), без включения в него сетевой составляющей. Принимая допущение о линейной взаимосвязи затрат на создание резерва генерирующей мощности  $3_R(\Pi)$  с самой величиной резерва  $3_R(\Pi) = 3_R^{уд} r \epsilon$  (на рисунке – штриховая линия) и о пропорциональности математического ожидания компенсационных затрат  $M[Y](\Pi)$  энергии, недопоставленной потребителям  $M[\Delta W]$ , т.е.  $M[Y](\Pi) = y_0 M[\Delta W](\Pi)$ , можно легко определить условия минимума функционала (4):

$$\frac{d3_{\Sigma}(\Pi)}{dr} = 3_R^{уд} \epsilon + \frac{y_0 dM[\Delta W]}{dr} = 0. \quad (5)$$



Графическая интерпретация взаимосвязи количественных (именованных) и вероятностных ПБН в концентрированной ЭЭС

В работе [5] показана строгая связь интегральной вероятности появления дефицита мощности с показателем  $M[\Delta W]$  в концентрированной ЭЭС:

$$M[\Delta W] = T_p \epsilon [J_d^\epsilon + J_d^{2\epsilon} + \dots + J_d^{m\epsilon}] = T_p \epsilon \sum_{i=1}^m J^{i\epsilon}, \quad (6)$$

где  $J_d^\epsilon = s_d^\epsilon + s_d^{2\epsilon} + \dots + s_d^{m\epsilon}$ ;  $J_d^{2\epsilon} = s_d^{2\epsilon} + s_d^{3\epsilon} + \dots + s_d^{m\epsilon}$  – интегральные вероятности появления дефицита мощности в  $\epsilon$  и более и  $2\epsilon$  и более МВт соответственно.

Из рисунка видно, что при увеличении резерва мощности  $R$  в ЭЭС на величину  $\varepsilon$  МВт величина математического ожидания недоотпуска электроэнергии в соответствии с (6) уменьшится и составит:

$$M[\Delta W]^\varepsilon = T_p \varepsilon [J_d^{2\varepsilon} + J_d^{3\varepsilon} + \dots + J_d^{m\varepsilon}] = T_p \varepsilon \sum_{i=2}^m J^{i\varepsilon}. \quad (7)$$

Отличие (6) и (7) как раз и определит производную  $dM[\Delta W]/dr$ :

$$\frac{dM[\Delta W]}{dr} = -T_p \varepsilon J_d^\varepsilon. \quad (8)$$

Таким образом, для концентрированной энергосистемы ПБН в виде  $J_d^\varepsilon$  пропорционален производной от математического ожидания недоотпуска электроэнергии по резерву генерирующей мощности  $R$ . Это позволяет использовать этот ПБН для целей нормирования. С учетом (8) выражение (5) может быть представлено в широко известной форме:

$$J_d = \frac{3_R^{y_d}}{y_0 T_p}. \quad (9)$$

Несмотря на то, что интегральная вероятность появления дефицита мощности ( $J_d$ ) непосредственно не связана с величиной компенсационных затрат от ненадежности, она тем не менее, соответствует минимуму приведенных затрат (4). Выявленная взаимосвязь выгодно отличает вероятностный ПБН, в  $J_d$ , от подобных показателей, принятых за рубежных (*LOLP*, *LOLE* и *LOLH*).

Для многозонной ЭЭС условием оптимальности резервов генерирующей мощности отдельных территориальных зон ЭЭС и запасов ПСС между ними также является минимум функционала приведенных затрат (4). Условием оптимальности как и в концентрированной ЭЭС будет равенство нулю частных производных от функционала приведенных затрат по резервам мощности территориальных зон и запасам ПСС, т.е.:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Z_\Sigma(\Pi)}{\partial R_j} &= \frac{\partial \sum_{i=1}^n 3_{R_i}^{y_d} R_i}{\partial R_j} + \frac{\partial M[Y](\Pi)}{\partial R_j} = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n, \\ \frac{\partial Z_\Sigma(\Pi)}{\partial P_l^L} &= \frac{\partial \sum_{i=1}^m 3_{L_i}^{y_d} P_i^L}{\partial P_l^L} + \frac{\partial M[Y](\Pi)}{\partial P_l^L} = 0, \quad l = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \right\}. \quad (10)$$

Сложность решения (10) связана с трудностями получения частных производных от компенсационных затрат (математического ожидания ущерба потребителям) от ненадежности электроснабжения.

Искомые частные производные для условий многозонной ЭЭС можно определить, применяя математический аппарат линейного или нелинейного программирования [3]. Использование теории двойственности ЛП позволяет, при однократном решении задачи оценки ПБН, найти такие важные характеристики, как вероятности появления дефицита генерирующих мощностей в отдельных территориальных зонах ЭЭС и вероятности превышения перетоков мощности запасов ПСС. В работе [3] строгими математическими методами показано, что суммарные двойственные оценки, взвешенные по вероятности существования всего множества случайных состояний ЭЭС, адекватны интегральным вероятностям появления дефицита мощности рассматриваемых  $j$ -х территориальных зон ( $J_{dj}$ ) и перегрузки запасов пропускной способности  $l$ -х связей ( $J_{pl}$ ) [3]. Тогда условия оптимальности (10) многозонной ЭЭС для случая равенства зональных удельных ущербов можно представить в виде:

$$\left. \begin{aligned} z_{R_j}^{уд.} - T_p y_0 J_{dj} &= 0, \quad j = 1, 2, \dots, n, \\ z_{L_l}^{уд.} - T_p y_0 J_{pl} &= 0, \quad l = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \right\}. \quad (11)$$

3. *Нормирование вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон ЭЭС.* Как отмечалось выше, в моделях оценки показателей балансовой надежности сложных ЭЭС необходимо иметь возможность получать такие показатели, которые могли бы быть использованы для принятия решений по обеспечению их надежности. Для территориальных зон ЭЭС в методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем предлагается величина нормативного показателей балансовой надежности в виде интегральной вероятности бездефицитной работы не менее 0,996, причем его численное значение и период действия должен определяться Минэнерго РФ. Этот показатель соответствует показателю  $J_d = 0,004$ .

Показатель в виде интегральной вероятности появления дефицита мощности ( $J_d$ ) имеет технико-экономическое обоснование и связывает между собой два противоречивых понятия (4) – затраты в обеспечение надежности и компенсационные затраты от ненадежного электроснабжения [3]. В 70-80-х годах прошлого столетия принимались следующие величины показателей, приведенных в расшифровке слагаемых выраже-

ния (4). Удельные замыкающие затраты в генерирующую мощность ( $z_{R_j}^{уд.}$ ) принимались равными 22 руб./кВт. Удельный ущерб ( $y_0$ ) определялся из отношения ВВП страны к объему выработанной электрической энергии и принимался равным 0,6 руб./кВт·ч. Именно при таких соотношениях получался обозначенный выше нормативный показатель  $J_d = 22/(0,6 \cdot 8760) = 0,004$  [3, 5].

В настоящее время замыкающие затраты в генерирующую мощность ГТУ-КЭС по данным ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЫПРОЕКТ», колеблются в пределах от 28 до 43 тыс.руб./кВт, что соответствует их удельным, приведенным к одному году показателям от 3500 до 5300 руб./кВт. Сегодняшний уровень социально-экономического развития страны соответствует уровню 80-х годов прошлого столетия – при централизованном принципе управления электроэнергетикой бывшего СССР отношение удельного ущерба к себестоимости выработки электрической энергии было примерно равным  $60 \div 120$ , сегодня это отношение в соответствии с дальнейшими выкладками будет примерно равно  $100 \div 150$ . Это говорит о том, что существовавший в СССР и удовлетворяющий всех от производителя до потребителя, индекс  $J_d = 0,004$  приемлем и сегодня. От этого значения норматива можно от обратного найти показатель удельного ущерба  $y_0$ . Он будет определяться соотношением  $y_0 = (3500 \div 5300)/(8760 \cdot 0,004) \approx 100 \div 150$  руб./кВт·ч.

4. *Заключение.* Обоснование уровней резервирования территориальных зон ЭЭС и требований к запасам ПСС между ними должно основываться на использовании вероятностных подходов к оценке показателей балансовой надежности. Для концентрированной и многозоной ЭЭС, используя строгие математические методы, показана взаимосвязь интегральной вероятности появления дефицита мощности ( $J_d$ ) с компенсационными затратами от ненадежности электроснабжения. Этот показатель по своей физической сущности полностью соответствует показателю *LOLP*. Показана состоятельность применения в условиях реструктуризации электроэнергетики России используемых ранее нормативных требований к показателям балансовой надежности ЭЭС.

1. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
2. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986. – 117 с.
3. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
4. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. – 509 p.
5. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.

*Получено 07.11.2011*